

ТЭГ является более дорогим абсорбентом, он дороже ДЭГа в четыре раза. Расчеты, опирающиеся на тот факт, что потери последнего с сухим газом так же в четыре раза выше по сравнению с ТЭГом, подтверждают выгодность использования ТЭГа. При осушке газа ДЭГом необходимо тратить дополнительную энергию для создания вакуума в десорбере, что приводит к дополнительному повышению затрат на использование ДЭГа.

При регенерации ДЭГа разница между температурой разложения и рабочей температурой системы составляет не более 4°C, что вызывает его частичную деструкцию и, соответственно, снижение качества осушки газа. Для нейтрализации элементов разложившегося ДЭГа необходимо добавлять специальные присадки, что влечет дополнительные затраты не только на приобретение, но и хранение реагента.

Таким образом, анализ показал, что с технологической точки зрения ТЭГ имеет ряд значительных преимуществ по сравнению с ДЭГом, но имеет большую цену. Однако совокупность таких факторов как более низкий расход, более низкая допустимая концентрация регенерированного раствора, более низкие потери с осушенным газом обеспечивают благоприятные условия для использования ТЭГа в абсорбционной технологии осушки природного газа.

Литература

1. Грачев С.И., Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т. Соответствие вычислительных систем гидродинамических моделей природным и техногенным процессам нефтегазодобычи // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2015. – № 1. – С. 127-135
2. Грачев С.И., Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т. Стохастикоаналитическая модель гидросистемы продуктивных пластов для исследования проводимостей между скважинами // Научнотехнический журнал Известия вузов. Нефть и газ. – 2016. – № 4. – С. 37-44
3. Грачев С.И., Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т. Повышения уровня контроля и управления систем ППД посредством создания универсальной модели // Научно-технический журнал «Известия вузов. Нефть и газ». – 2016. – № 4. – С. 37-44.
4. Колокольцев С. Н., Аджиев А. Ю., Кантор Е. А. Совершенствование технологий подготовки и переработки углеводородных газов. Монография //М.: ЛЕНАНД. – 2015г. – 314 с.

ТЕХНОЛОГИЯ БИНАРНЫХ СМЕСЕЙ КАК ПРИНЦИПИАЛЬНО НОВЫЙ И НАИБОЛЕЕ ПЕРСПЕКТИВНЫЙ МЕТОД УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Коновалов А.А., Карапузов И.А., Федюшкин К.Г.

Научный руководитель - профессор В.И. Ерофеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В соответствии со сложившейся ситуацией, когда вертикально интегрированные нефтяные компании стараются добыть максимальное количество нефти в короткие сроки и доля трудноизвлекаемых запасов растёт с каждым годом. В соответствии с этим, появляется необходимость разработки остаточных труднодоступных запасов, оставшихся в недрах. Термогазохимическое воздействие (ТГХВ) является методом комплексного воздействия на пласт, что характеризует данную технологию как наиболее перспективную среди других существующих методов увеличения нефтеотдачи пластов. Применение бинарных смесей позволит повысить нефтеотдачу пластов в среднем на 5–10%. В данной работе рассмотрен принцип вытеснения нефти с применением аммиачной селитры и продукта реакции разложения, произведен анализ опытно-промышленных испытаний как в России, так и за рубежом, существующие проблемы и тенденция развития. Так же предложены месторождения-аналоги, на которых, по мнению авторов, применимость данной технологии имеет положительную тенденцию к реализации и повышению потенциала разработки. Особое внимание уделено экономической эффективности ТГХВС по сравнению с другими методами увеличения нефтеотдачи пластов при нынешнем состоянии рынка в нефтяной и газовой промышленности. [2].



Рис. 1 Соотношение извлекаемых и остаточных запасов нефти на территории РФ [2]

Для разработки пластов-коллекторов с осложненными условиями добычи углеводородного сырья, используются различные методы увеличения нефтеотдачи (МУН), которые классифицируются по типу рабочих

агентов. Наиболее применимыми методами для месторождений Западной Сибири стали методы гидравлического разрыва пласта, бурение горизонтальных и многозабойных скважин и различного рода кислотные обработки. Применимость перечисленных методов ограничивается геологическими условиями залегания и анизотропией физических свойств пластов-коллекторов.

Так, данные методы характеризуются различной потенциальной возможностью увеличения нефтеотдачи пластов. (Рис.2).

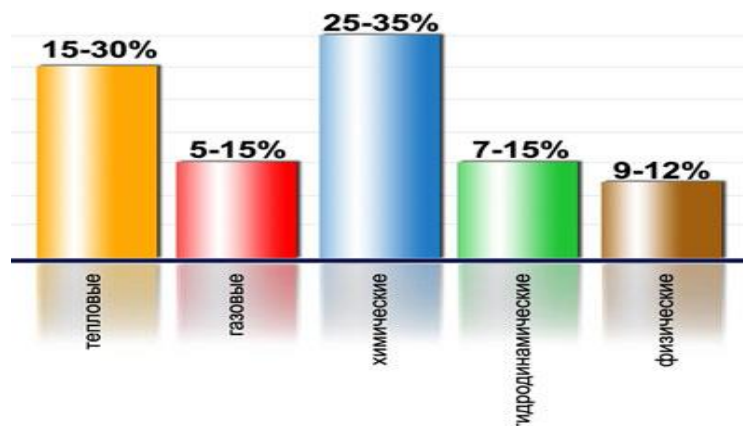


Рис. 2 Потенциальные возможности увеличения нефтеотдачи пластов различными методами. [3]

С учетом минусов наиболее эффективных методов повышения нефтеотдачи пластов, авторами данной работы выдвигается предложение по применению принципиально новой, комбинированной технологии термогазохимического воздействия (ТГХВ) на пласт с использованием бинарных смесей.

Бинарные смеси – водные растворы селитры и инициаторов реакции их разложения (Aleksandrov, Koller, 2008; Мержанов и др., 2010). Водные растворы БС закачивают в скважину, где они вступают в контакт в призабойной зоне скважины (ПЗС) и реагируя, выделяют тепло и газ, которые уходят в пласт под давлением, создаваемым реакцией. На рисунке 3 представлена схема закачки реагентов в скважину [4].

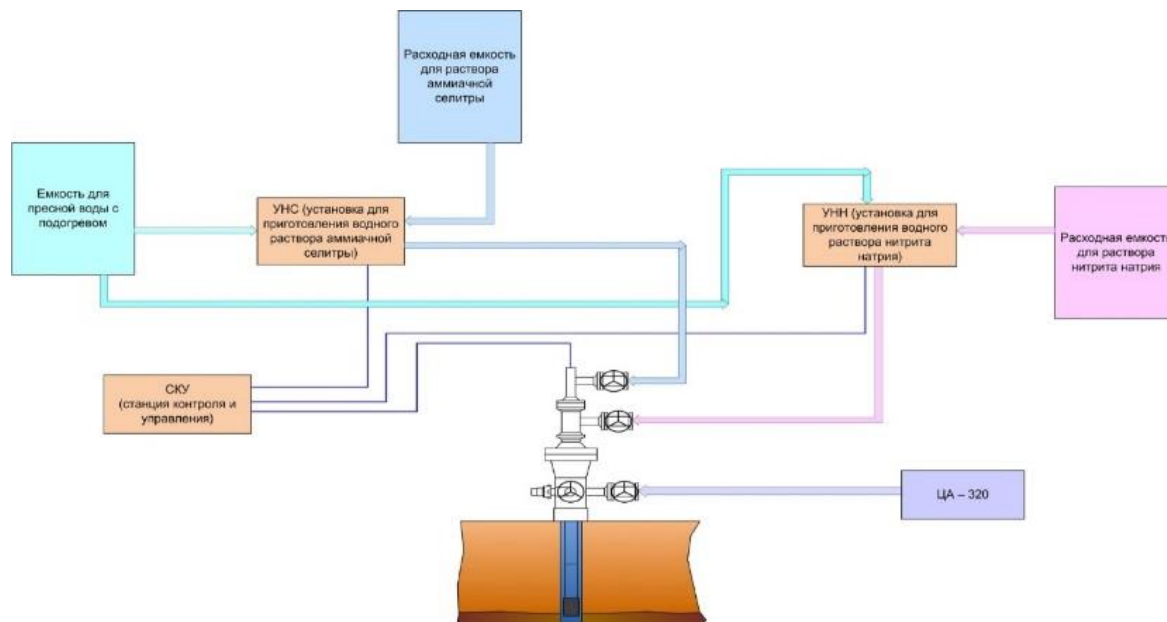


Рис. 3 Схема подачи бинарных смесей

Систему регулируемой закачки смеси, в ходе которой селитра превращается в газ и тепло, это экзотермическая реакция, разогревающая пласт и создающая условия для газлифта, работающего за счет энергии окисления нефти кислородом, который выделился в результате реакции.

С 2015 по 2016 год по месторождению ООО “Лукойл-Коми” была проведена 41 обработка, 34 из которых было признано эффективными. Дополнительная добыча нефти на одну скважину составила 1072 тн. Дополнительная добыча по всем скважинам составила 36 465 тонн. С января 2017 по апрель 2018 года по месторождению ООО “Лукойл-Коми” было проведено 17 обработок, 10 из которых было признано

СЕКЦИЯ 12. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 1 – УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ

эффективными. Дополнительная добыча нефти на одну работающую скважину составила 2409 тн. Дополнительная добыча по всем скважинам составила 36 465 тонн. [4].

Таблица 1

Результаты ОПИ технологии БС на скважинах №1242 и №3003 Усинского месторождения

№ скв.	УЭВН	Месяц	Дата запуска	Базовый дебит	Кол-во суток	Средний дебит, тн/сут	Доп. Добыча нефти, тн	Удельный дебит, тн/сут	План. уд. дебит
1242	ЭВНТ – 25 - 1500	11.2011	09.11.2011	0	22.00	5.82	128.00		
		12.2011			30.83	5.50	169.57		
		01.2012			31.00	4.63	143.00		
		02.2012			29.00	4.94	143.26		
		03.2012			31.00	3.98	123.38		
		Итого			143		707.73	4.92	8.5
№ скв.	УЭВН	Месяц	Дата запуска	Базовый дебит	Кол-во суток	Средний дебит, тн/сут	Доп. Добыча нефти, тн	Удельный дебит, тн/сут	План. уд. дебит
3003	ЭВНТ – 25 - 1500	01.2012	04.01.2012	1.93 т/с	28.00	10.6	242		
		02.2012			23.00	10.6	199		
		03.2012			30.75	9.98	247		
		Итого			81		690	8.44	6.5

Принимая во внимание тот факт, что на Усинском месторождении разрабатывается пермокарбоновая залежь с содержанием высоковязкой нефти, которая представляет собой единую гидродинамическую систему, были выявлены месторождения аналоги на территории Западной Сибири. К таковым относится по мнению авторов [5], Русское месторождение, которое является одним из крупнейших в России по запасам тяжелой нефти за Северным полярным кругом и является уникальным во многих отношениях объектом, требующем нетривиальных подходов к его разработке [6].

Таблица 2

Экономические показатели применимости БС

Аммиачная селитра, руб/т.	Нитрит натрия, руб/т	Рыночная стоимость нефти марки Urals, руб/бар.
9700	77000	4664

Для решение актуальной проблемы, связанной с низкими показателями КИН, автором выдвигается предложение, основанное на стимулировании государством компаний, инвестирующих в разработку залежей с ТРИЗ, о построении полигона на территории Томской области, на котором будут испытываться технологии БС с целью повышения извлечения нефти из недр палеозойский отложений по Западной Сибири, а в дальнейшем и по всей России.

Проводя анализ применения технологии БС на месторождении Республики Коми, как месторождения-аналога, со схожим геологическим строением палеозойских отложений и реологическими свойствами нефтей на месторождениях Западной Сибири, можно сделать вывод о том, что при использовании технологии БС приведет к увеличению КИН и найдет технологически и экономически эффективное применение для дальнейшего обширного использования не только на группе месторождений Томской области, но и по всей России.

Литература

1. Лисовский Н.Н. О классификации трудноизвлекаемых запасов / Н.Н. Лисовский, Э.М. Халимов // Вестник ЦКР Роснедра. – 2009 – № 6 – С. 33–35.
2. Якуцени В.П., Петрова Ю.Э., Суханов А.А. Динамика доли относительного содержания трудноизвлекаемых запасов нефти в общем балансе // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2007. №2. Режим доступа: <http://www.ngtp.ru/rub/9/023.pdf>
3. Иванов Е.Н., Кононов Ю.М., Мухамадиев Р.В. Разработка методики выбора месторождений при обосновании применения методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях Томской области // Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений, добычи и переработке нефти: Сб. тез. докл. IV научно-практ. конф. – 26–28 апреля 2011. – Уфа, 2011. – С. 34.
4. Guerillot D.R. EOR Screening With an expert System. SPE paper 17791. Petroleum Computer Conf. San Jose. California. 1988. 11.
5. Shokir E.M., Sayyoch M.H. Selection and Evaluation EOR method Using Artificial Intellegence. SPE paper 79163. Annual international Conference and Exhibition. Abuja, Nigeria. 2002. 7.
6. Shandrygin A.N., Lutfullin A. Current Status of Enhanced Recovery Techniques in the Fields of Russia // SPE paper 115712, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exebition. – Sept.21–24, 2008. – Denver, Colorado, 2008. – 18 p.